



INSTYTUT ENERGETYKI

Instytut Badawczy

ODDZIAŁ GDAŃSK

Zakład Strategii i Rozwoju Systemu

ul. Mikołaja Reja 27 80-870 Gdańsk tel. (+48 58) 349-82-00 fax (+48 58) 341-76-85

KRS 0000088963 PN-EN ISO 9001:2009 Certyfikat 368/7/2015 w PCBC S.A.

Nr ewidencyjny: OG/36/17

Nr wydania: 1

Nr zadania: OGS-474/16

Nr egzemplarza: 1

*ANALIZA EKONOMICZNA KOSZTÓW I KORZYŚCI UDZIAŁU
JEDNOSTEK WIATROWYCH W ŚWIADCZENIU USŁUGI REGULACJI
WTÓRNEJ W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM.*

Autorzy: mgr inż. Bogdan Czarnecki

Sprawdzono
pod względem formalnym: mgr inż. Leszek Bronk

Zatwierdzono
pod względem
merytorycznym: mgr inż. Bogdan Czarnecki

Akceptacja
przez kierownika zakładu: mgr inż. Bogdan Czarnecki

Gdańsk, 2017

SPIS TREŚCI

1. Cel opracowania	3
2. Założenia dla przeprowadzenia symulacji	3
3. Dane wejściowe	4
4. Metodyka symulacji	7
5. Wyniki symulacji	11
6. Wnioski	14

SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1 Skumulowane prawdopodobieństwo wykorzystania rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia	5
Rysunek 2 Błąd prognozy obciążenia pokrywanego przez JWCD	6
Rysunek 3 Rozkład liczby uruchamianych w szczycie JWCD	8
Rysunek 4 Rozkład sumy mocy dyspozycyjnych JWCD uruchamianych w szczycie porannym	8
Rysunek 5 Rozkład sumy minimów technicznych odstawianych w dolinie nocnej JWCD	9
Rysunek 6 Szacunkowa roczna ilość uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	12
Rysunek 7 Szacunkowy roczny koszt związany z uruchomieniami JWCD możliwy do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	12
Rysunek 8 Szacunkowa roczna wielkość utraconej produkcji FW w związku z ich pracą w regulacji wtórnej , w funkcji alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	13
Rysunek 9 Szacunkowa roczna wartość utraconej produkcji FW w związku z ich pracą w regulacji wtórnej , w funkcji alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	13
Rysunek 10 Saldo kosztów i korzyści udziału FW w regulacji wtórnej w funkcji wielkości alokowanego półpasma rezerwy wtórnej na FW	14

SPIS TABEL

Tabela 1 Prawdopodobieństwo ograniczania mocy FW w zależności od pasma rezerwy wtórnej alokowanego nich	5
Tabela 2 Wyniki symulacji alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	11

1. Cel opracowania

Celem symulacji jest oszacowanie kosztów i korzyści wynikających z udziału jednostek wiatrowych w świadczeniu usługi regulacji wtórnej. W celu oszacowania wskazanych kosztów i korzyści wykonane zostały następujące zadania:

1. Oszacowanie liczby cykli odstawień/uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia w funkcji wielkości pół-pasma regulacji wtórnej w kierunku zmniejszania generacji, alokowanego na jednostkach wytwórczych wiatrowych.
2. Oszacowanie kosztów uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia w kontekście liczby odstawień/uruchomień JWCD z pkt 1.
3. Oszacowanie kosztów utraconej produkcji farm wiatrowych (FW) związanych z pracą w regulacji wtórnej.
4. Ocena optymalnego poziomu alokacji rezerwy wtórnej na jednostki wiatrowe uwzględniającego koszty uniknięte uruchomień JWCD oraz koszty świadczenia usług przez GW (wartość utraconej produkcji).

Analiza została przeprowadzona na podstawie danych historycznych z lat 2015 – 2016 przekazanych przez PSE SA.

2. Założenia dla przeprowadzenia symulacji

Przyjęto następujące założenia dla przeprowadzenia symulacji:

1. Wymagany minimalny poziom rezerw w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji wymusza odstawienia i ponowne uruchomienia JWCD w cyklu dobowym, zgodnie z pkt 4.3.4.19. IRiESP- *Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci*, jako nieprzekraczalną granicę i przyczynę odstawienia/uruchomienia bloku przyjmując:
 - a. 500 MW pasmo regulacji w kierunku zmniejszania generacji (planowana rezerwa ujemna).
 - b. Pasma 9% szczytowego obciążenia w dobie jako rezerwa w kierunku zwiększania generacji (planowana rezerwa dodatnia).
2. Po przeanalizowaniu danych przekazanych przez PSE SA okazało się, że warunki te nie są rygorystycznie przestrzegane, tzn. dopuszczone są niewielkie odstępstwa pozwalające uniknąć kolejnych odstawień i ponownych uruchomień JWCD kosztem zmniejszenia rezerwy wirującej. W związku z powyższym dla potrzeb projektu jako dostateczny przyjęto poziom rezerw zatwierdzony do realizacji w planie BPKD.
3. Wykorzystanie zasobów interwencyjnych ESP, w szczególności w zakresie udziału ESP w zapewnieniu wymaganej rezerwy w kierunku zwiększenia generacji w szczycie oraz zwiększania obciążenia w dolinie przyjmuje się bez zmian.
4. Pozostałe składowe bilansu zapotrzebowania na moc (JWCD, nJWCD konwencjonalne i OZE, zapotrzebowanie na moc, wymiana międzysystemowa) przyjęto na podstawie danych historycznych

3. Dane wejściowe

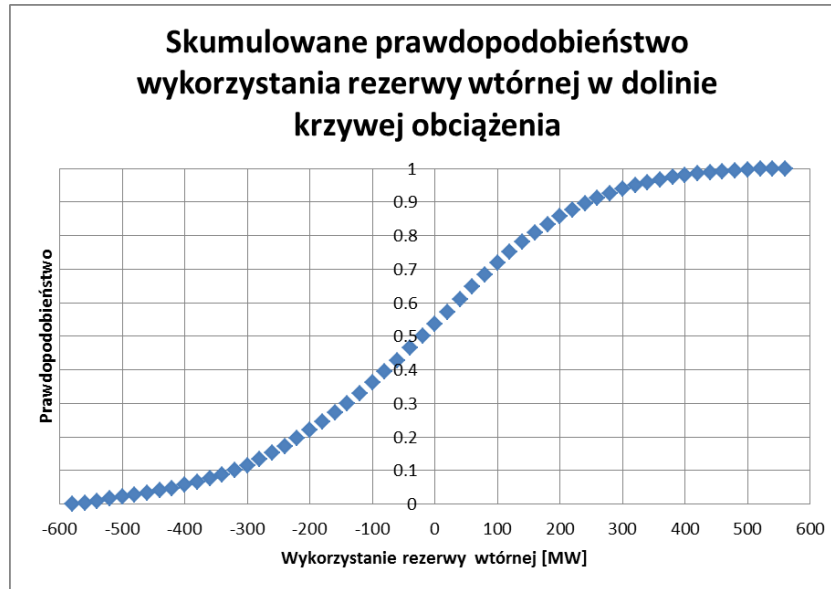
PSE SA przekazały dla potrzeb projektu następujące dane wejściowe :

1. Zagregowane dane pierwszego planu BPKD na dobę następną z lat 2015 i 2016 z rozdzielczością 15 minutową na które składają się :
 - a. Suma minimów technicznych pracujących JWCD ciepłych [MW]
 - b. Suma mocy dyspozycyjnych pracujących JWCD ciepłych [MW]
 - c. Liczba pracujących JWCD ciepłych [szt.]
 - d. Sumaryczne obciążenie do pokrycia przez JWCD ciepłe [MW]
 - e. Rezerwa w kierunku zmniejszania generacji [MW]
 - f. Rezerwa w kierunku zwiększenia generacji [MW]
2. Dane powykonawcze
 - a. średnia wartość wykorzystania rezerwy wtórnej za wskazany powyżej okres z rozdzielczością 15 min [MW]
 - b. Średni koszt uruchomień JWCD ze stanów ciepłego i gorącego w podziale na poszczególne miesiące rozpatrywanego okresu [PLN/uruchomienie/miesiąc].

Powyższe dane uzupełniono o publikowane przez PSE SA dane :

3. Zapotrzebowanie na moc odbiorców z rozdzielczością 15 minutową [MW]
4. Generacja wiatrowa – dane z rozdzielczością 1 godziny [MW]
5. PKD i BPKD publikowane z rozdzielczością 1 godziny [MW]

Z przekazanych danych wynika, że w wybranych przypadkach wykorzystanie rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji w dolinie nocnej przekraczało wielkość rezerwy zaplanowanej w trakcie tworzenia pierwszej wersji BPKD. Największa zarejestrowana wartość wykorzystania rezerwy wtórnej wyniosła -570 MW, t.j. więcej niż zobowiązanie do zapewnienia przez OSP wymaganego poziomu rezerwy wirującej wynikające z IRiESP. Rozkład wykorzystania rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia (22:00 do 06:00 dnia następnego) przedstawiono na Rysunek 1 . Występowanie zdarzeń polegających na wykorzystaniu rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji w dolinie krzywej obciążenia w stopniu większym niż jej poziom wymagany w IRiESP (273 kwadransy w roku 2015 i 252 w 2016) może świadczyć o rosnącej koincydencji błędów prognoz poszczególnych składowych bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Innym typem zdarzeń są kwadransy, w których zaplanowana rezerwa regulacyjna w kierunku zmniejszania generacji w dolinie okazała się nie wystarczająca dla pokrycia zapotrzebowania na regulację wtórną . Łącznie w latach 2015 i 2016 wystąpiło 211 takich zdarzeń.



Rysunek 1 Skumulowane prawdopodobieństwo wykorzystania rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia

Na podstawie przekazanych danych o wykorzystaniu rezerwy wtórnej można stwierdzić, że z prawdopodobieństwem 5,6% wykorzystanie rezerwy w kierunku zmniejszania generacji w dolinie krzywej obciążenia może przekroczyć -400 MW, co oznacza, że alokacja -100 MW rezerwy wtórnej ¹ na generacji wiatrowej z prawdopodobieństwem 94,4% nie spowoduje utraty produkcji farm wiatrowych. Analogicznie, z prawdopodobieństwem 36,2% wykorzystanie rezerwy wtórnej może przekroczyć -100 MW, co oznacza że alokacja -400 MW rezerwy wtórnej na generacji wiatrowej z prawdopodobieństwem 63,8% nie spowoduje utraty produkcji farm wiatrowych. Szczegółowe dane przedstawiono w Tabela 1

Tabela 1 Prawdopodobieństwo ograniczania mocy FW w zależności od pasma rezerwy wtórnej alokowanego nich

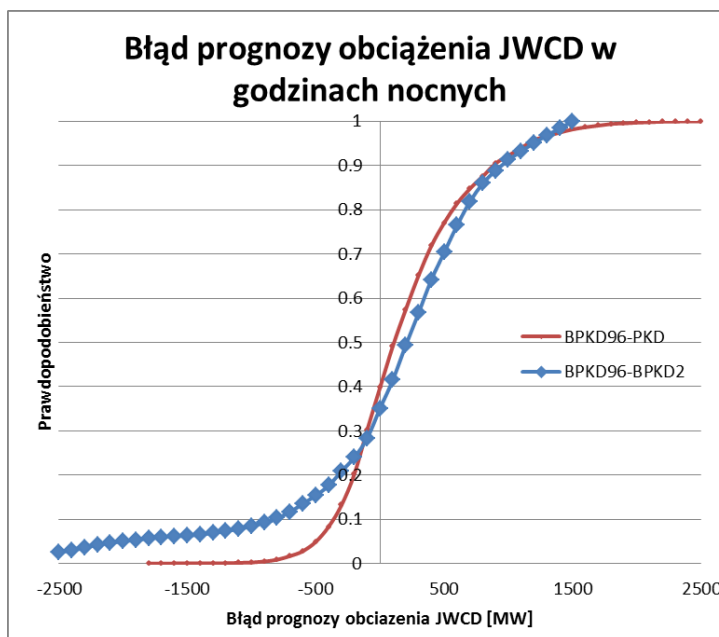
Wykorzystanie rezerwy wtórnej		Alokacja rezerwy na FW	
Wartość	Prawdopodobieństwo wystąpienia wartości równej lub większej	Pasma	Prawdopodobieństwo uniknięcia ograniczeń produkcji FW
-500	2.2%	0	97.82%
-450	3.6%	-50	96.35%
-400	5.6%	-100	94.38%
-350	8.2%	-150	91.77%
-300	11.6%	-200	88.43%
-250	16.3%	-250	83.72%
-200	22.1%	-300	77.95%

¹ Zakładając wymagany zakres regulacji -500 MW

-150	28.7%	-350	71.33%
-100	36.2%	-400	63.77%
-50	44.6%	-450	55.35%
0	53.5%	-500	46.46%

W miarę skracania horyzontu czasu, ocena prawdopodobieństwa wystąpienia redukcji mocy farm wiatrowych na skutek pracy w regulacji będzie dokonywana z większym poziomem ufności. Powyższy przykład został przeprowadzony na danych drugiego BPKD. O godzinie 22:00 ocena błędu prognozy salda zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD będzie obciążona mniejszym błędem i pozwoli podjąć bardziej optymalną decyzję o odstawieniu bloków JWCD lub alokacji większego pasma rezerwy wtórnej na GW.

Analizując dane wejściowe przekazane przez PSE SA stwierdzono, że występują w nich nieścisłości. W szczególności, błąd prognozy zapotrzebowania na moc pokrywanego przez JWCD² dla wybranych godzin badanego przedziału czasowego 2015-2016 jest większy w przypadku BPKD2 przekazanego przez PSE SA niż PKD publikowanego przez na stronach internetowych PSE SA. Były to zdarzenia nieliczne, które zdaniem autorów nie miały istotnego wpływu na ilościową ocenę ograniczenia wpływu alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW na odstawienia JWCD w dolinie obciążenia.



Rysunek 2 Błąd prognozy obciążenia pokrywanego przez JWCD

Mając na uwadze, że rozkład błędów prognozy obciążenia do pokrycia przez JWCD jest względnie symetryczny, można przyjąć, że ilość JWCD błędnie zakwalifikowanych do

² Różnica pomiędzy wartościami powykonawczymi (BPKD96) publikowanymi przez OSP a planami, odpowiednio PKD (publikowanymi przez PSE SA) i BPKD2 przekazanymi przez PSE SA

odstawienia w dolinie, i co za tym idzie, ilość błędnie zakwalifikowanych w trakcie symulacji unikniętych odstawień JWCD, będzie równa ilości odstawień które zostały by zadysponowane przez OSP poza planem BPKD, oraz ilości unikniętych odstawień JWCD dzięki pracy regulacyjnej FW.

4. Metodyka symulacji

Analiza polegała na porównaniu ilości odstawianych w cyklu dobowym bloków konwencjonalnych (z uwzględnieniem ich minimów technicznych i mocy dyspozycyjnych) z analogicznymi danymi symulowanymi przy założeniu alokacji części pasma rezerwy wtórnej na farmach wiatrowych. Symulacje zostały przeprowadzone wariantowo dla kilku założonych poziomów alokacji regulacji wtórnej (RW) na farmy wiatrowe (FW) : od 100 MW co 50 MW do 500 MW.

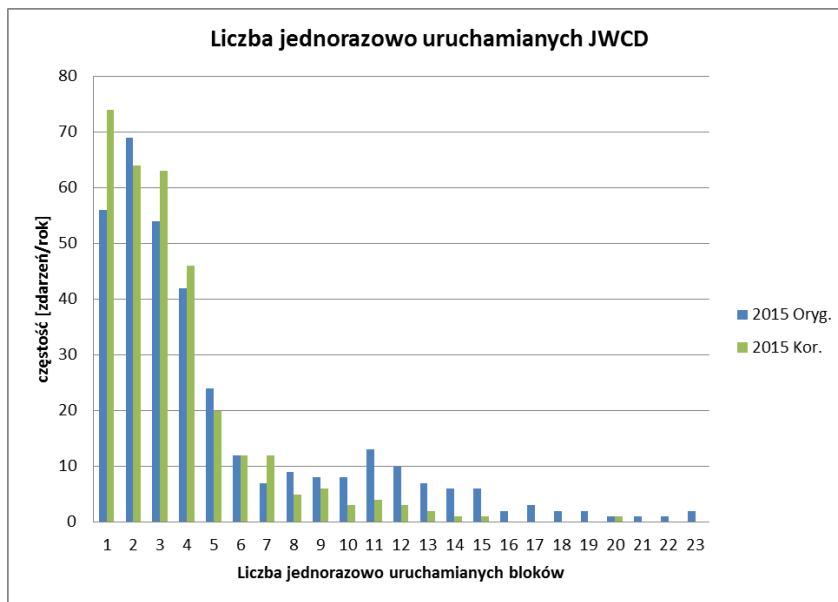
Scenariuszem odniesienia były zidentyfikowane na podstawie danych historycznych sekwencje odstawień JWCD w dolinie i ponownych ich uruchomień w szczycie występującym bezpośrednio po odstawieniu nocnym, spełniających łącznie poniższe kryteria:

- a. Brak odstawienia JWCD w dolinie zapotrzebowania na moc spowodował by deficyt rezerwy w kierunku zmniejszania generacji oraz
- b. W następującym po odstawieniu szczycie brak ponownych uruchomień JWCD spowodował by deficyt rezerwy w kierunku zwiększania generacji lub uniemożliwił pokrycie zapotrzebowania odbiorców na moc .

Dane wejściowe odfiltrowano zgodnie z następującymi zasadami :

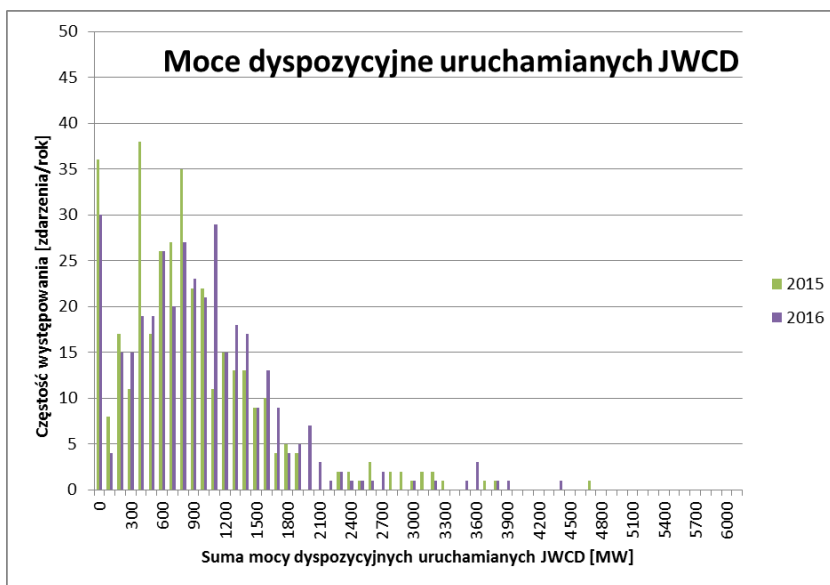
- a. Rozpatrywano wyłącznie odstawienia JWCD które miały miejsce w godzinach od 22:00 do 06:00 doby następczej. Miało to na celu wykluczenie w analizach odstawień awaryjnych, nie związanych z dobowym bilansowaniem KSE
- b. Uwzględniano wyłącznie uruchomienia JWCD pomiędzy godzinami 04:00 do 14:00 co miało na celu wykluczenie uruchomień związanych z awaryjnymi odstawieniami JWCD
- c. Analizując sekwencję : moc dyspozycyjna odstawianych JWCD i moc dyspozycyjna uruchamianych JWCD, wybierano mniejszą z nich. Miało to na celu pominięcie uruchomień nie związanych z dobowym bilansowaniem KSE, w szczególności zwiększonej liczby odstawień JWCD z piątku na sobotę i zwiększonej liczby uruchomień JWCD w poniedziałki.

Powyższa filtracja spowodowała zmniejszenie minimów technicznych odstawianych JWCD oraz mocy dyspozycyjnych i ilości branych pod uwagę uruchomień JWCD. Na Rysunek 3 przedstawiono rozkład liczby JWCD uruchamianych w okresie poprzedzającym szczyt obciążenia : na podstawie danych wejściowych przekazanych przez PSE SA oraz danych po korekcie ilości uruchomień branych pod uwagę w analizie. Zwiększeniu uległa liczba zdarzeń z mniejszą ilością uruchomień JWCD w dobie oraz całkowicie wyeliminowane z rozważań zostały zdarzenia polegające na uruchomieniu powyżej 15 bloków.



Rysunek 3 Rozkład liczby uruchamianych w szczycie JWCD

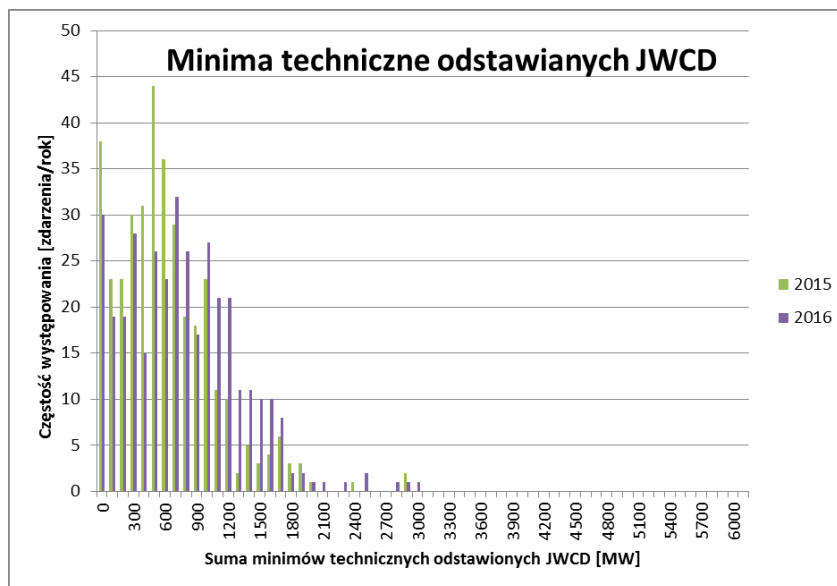
Dane dotyczące mocy uruchamianych JWCD są zbliżone dla lat 2015 i 2016. Na Rysunek 4 przedstawiono rozkład sumy mocy dyspozycyjnych JWCD uruchamianych w szczycie porannym a na Rysunek 5 rozkład sumy minimów technicznych odstawianych w dolinie nocnej JWCD



Rysunek 4 Rozkład sumy mocy dyspozycyjnych JWCD uruchamianych w szczycie porannym

W przypadku odstawień nocnych dominują zdarzenia, w których suma minimów technicznych bloków nie przekracza 1200 MW. Alokacja 500 do 600 MW rezerwy wtórnej

na farmach wiatrowych i praca pierwotnie odstawionych bloków z mocą minimum technicznym pozwoliła by uniknąć około połowy odstawiń JWCD³



Rysunek 5 Rozkład sumy minimów technicznych odstawianych w dolinie nocnej JWCD

Oceniając liczbę unikniętych uruchomień JWCD postępowano zgodnie z algorytmem :

1. W sekwencji odstawienia-uruchomienia wybierano te które były podstawą dla wyznaczenia sumy minimów technicznych, mocy dyspozycyjnej oraz ilości JWCD odstawianych-uruchamianych ze względu na warunki dobowego bilansowania KSE :
 - a. minimalne wymagane poziomy rezerw w kierunku zmniejszania generacji JWCD w dolinie i zwiększania w szczycie
 - b. pomijanie odstawiń/uruchomień wykraczających poza sekwencje następujących po sobie dolinie i szczycie (np. weekend)
2. Na podstawie ilości odstawianych/uruchamianych JWCD oraz sumy ich minimów technicznych wyznaczano średni wskaźnik minimum technicznego pojedynczego JWCD. Na przykład, jeżeli suma minimów technicznych 4 odstawianych bloków wyniosła 594 MW, to przyjmowano wskaźnik minimum technicznego pojedynczego JWCD wynosiło 150 MW
3. W zależności od wielkości pół-pasma rezerwy wtórnej alokowanego na FW, jako uniknięte odstawienia była przyjmowana całkowita wielokrotność średniego wskaźnika minimów technicznych JWCD w stosunku do wielkości alokowanego pół-pasma rezerwy wtórnej. Dla przykładu powyżej, jeżeli alokowano na FW półpasmo 400 MW rezerwy wtórnej, to przyjmowano, że uniknięto cyklu odstawienie-uruchomienie 2 JWCD ($2 \cdot 150 \text{ MW} \leq 400 \text{ MW}$).

³ Im większa alokacja pasma rezerwy wtórnej na JWCD, tym większa produkcja utracona FW z tytułu pracy w regulacji.

4. Półpasmo rezerwy alokowanej oryginalnie na JWCD pomniejszono o wielkość alokacji na FW. W przypadku, gdy generacja wiatrowa w skali KSE była mniejsza od założonego pasma regulacji wtórnej alokowanego na FW, przyjmowano, że wielkość pasma jest równa chwilowej generacji FW. Następnie badano czy wykorzystanie rezerwy wtórnej ⁴ nie spowodowało wyczerpania pasma rezerwy na JWCD i konieczności ograniczenia mocy FW. W oparciu o wielkość przekroczenia wyznaczano wielkość utraconej produkcji FW.

Potencjalne źródła błędów odwzorowania ilości unikniętych odstawień JWCD oraz unikniętych kosztów dodatkowych uruchomień :

1. Ze względu na informację wyłącznie o ilości odstawianych bloków, bez uwzględniania ich minimumów technicznych, przyjmowano do analiz wskaźnik średniego minimum technicznego bloków odstawianych w poszczególnych dolinach krzywej obciążenia. Powyższe uśrednienie może prowadzić do zaburzenia zależności pomiędzy szerokością półpasma rezerwy wtórnej alokowanego na FW a ilością unikniętych odstawień (optymalizacja wyboru szerokości półpasma)
2. Przy wyznaczaniu unikniętych kosztów dodatkowych uruchomień JWCD korzystano ze średniego kosztu uruchomień ze stanów gorącego i ciepłego w podziale na miesiące analizowanego okresu czasu. Należy domniemywać, że rzeczywisty koszt poszczególnych JWCD jest zależny od ich wielkości.
3. Możliwość podejmowania decyzji o przydziale pasma na FW w godzinach wieczornych (nie bezpośrednio po powstaniu pierwszej wersji BPKD) mogła by wpłynąć na wielkość alokacji i ograniczać koszty świadczenia usługi przez FW.
4. Za podstawę przyjęto planowane w BPKD 2 odstawienia, które, ze względu na błąd prognozy obciążenia do pokrycia przez JWCD mogły w ogóle nie zaistnieć. Równocześnie doby w których nie planowano odstawień mogły powykonawczo zawierać zdarzenia polegające na odstawianiu JWCD ze względu na niewystarczającą rezerwę w kierunku zmniejszania generacji. Ze względu na rozkład błędów prognozy zapotrzebowania do pokrycia przez JWCD, przyjęto, że błędy te będą się wzajemnie kompensowały.

Powyższe czynniki nie wpływają w sposób istotny na uzyskane wyniki z punktu widzenia jakościowego. Ich uwzględnienie mogło by jednak wpłynąć na uzyskane wyniki z punktu widzenia ilościowego.

⁴ Znane powykonawczo

5. Wyniki symulacji

W Tabeli 2 zestawiono wyniki symulacji alokacji na FW półpasma regulacji wtórnej w kierunku zmniejszania generacji w godzinach nocnych. Korzyści finansowe unikniętych odstawień JWCD wyznaczono na podstawie średnich kosztów uruchomień JWCD przekazanych przez PSE SA. Koszty utraconej produkcji FW przyjęto na poziomie 120 zł/MWh zgodnie z założeniami :

1. Farmy wiatrowe uczestniczą w hurtowym rynku energii, na którym w dolinie nocnej przy dużej generacji wiatrowej cena utrzymuje się na poziomie bliskim 70 zł/MWh
2. Koszty utracone certyfikatów produkcji energii odnawialnej przyjęto na poziomie 30-40 zł/MWh

Symulowano alokację na FW półpasma rezerwy wtórnej w przedziale od -100 MW (~minimu techniczne jednego bloku 220 MW) do -600 MW (~maksymalne zarejestrowane średnie 15 min. wykorzystanie rezerwy wtórnej) z krokiem co 50 MW. Przy alokacji powyżej -600 MW, t.j. w warunkach trwałego zaniżania generacji wiatrowej, oraz przy założeniu czasu trwania doliny nocnej 6h, koszty utraconej produkcji FW w przybliżeniu zrównują się z unikniętymi kosztami ponownych uruchomień JWCD, przy czym trwale tracona jest produkcja ze źródeł OZE.

Tabela 2 Wyniki symulacji alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW

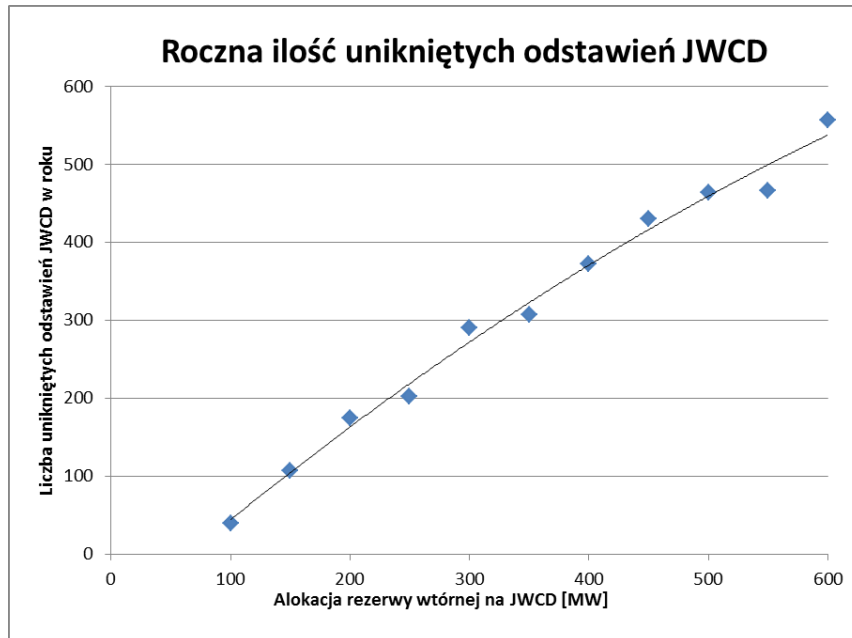
Pasma rezerwy alokowane na FW	Liczba unikniętych odstawień JWCD	Utracona produkcja FW	Koszt unikniętych uruchomień JWCD	Wartość utraconej produkcji FW	Saldo kosztów zmiennych
[MW]	[szt/rok]	[MWh/rok]	[zł/rok]	[zł/rok]	[zł/rok]
100	40	482	2 630 587	57 840	2 572 747
150	107	2 201	7 083 917	264 098	6 819 820
200	175	5 076	11 578 364	609 140	10 969 225
250	203	9 167	13 368 103	1 100 061	12 268 042
300	291	14 896	19 225 169	1 787 465	17 437 705
350	308	22 470	20 315 230	2 696 436	17 618 793
400	372	32 315	24 586 724	3 877 817	20 708 906
450	431	44 727	28 490 553	5 367 267	23 123 286
500	464	59 918	30 633 800	7 190 135	23 443 665
550	467	78 066	30 823 489	9 367 930	21 455 559
600	557	99 619	36 768 658	11 954 317	24 814 340

Na rysunkach od Rysunek 6 do Rysunek 10 przedstawiono zależności :

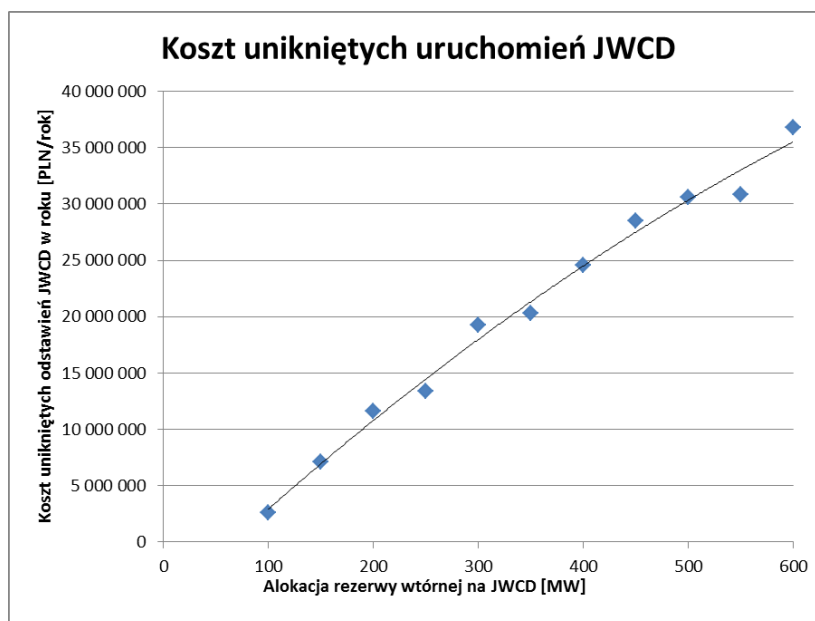
1. Szacunkowej rocznej ilości uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia
2. Szacunkowych rocznych kosztów związanych z uruchomieniami JWCD możliwych do uniknięcia
3. Szacunkowej rocznej utraconej produkcji FW w związku z ich pracą w regulacji wtórnej

4. Szacunkowej rocznej wartości utraconej produkcji FW w związku z ich pracą w regulacji wtórnej, oraz
5. Saldo kosztów i korzyści udziału FW w regulacji wtórnej

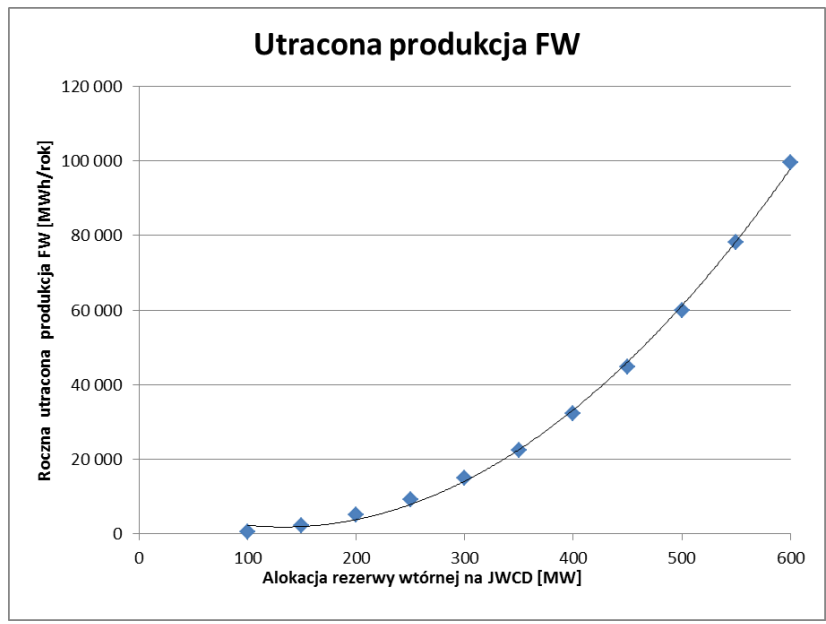
w funkcji wielkości alokowanego pólpaśma rezerwy wtórnej na FW



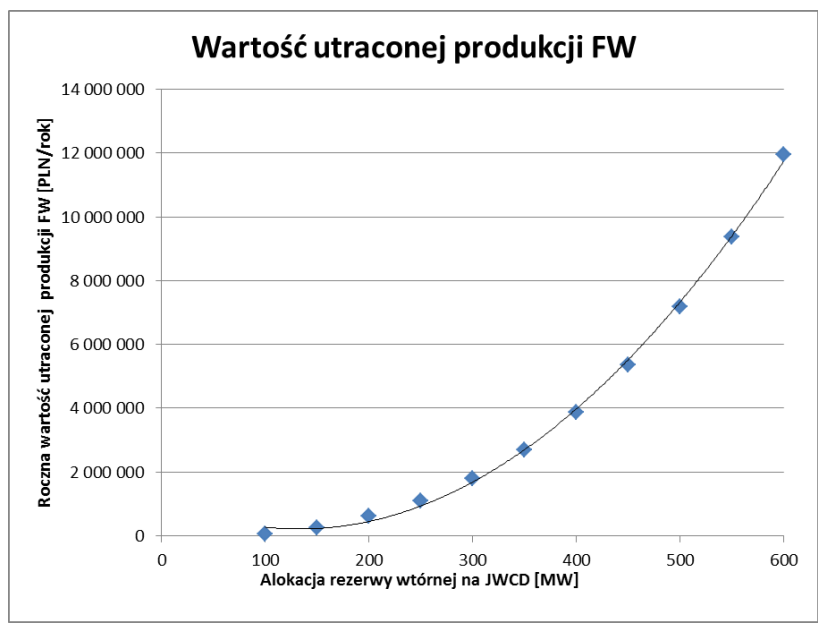
Rysunek 6 Szacunkowa roczna ilość uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji pólpaśma rezerwy wtórnej na FW



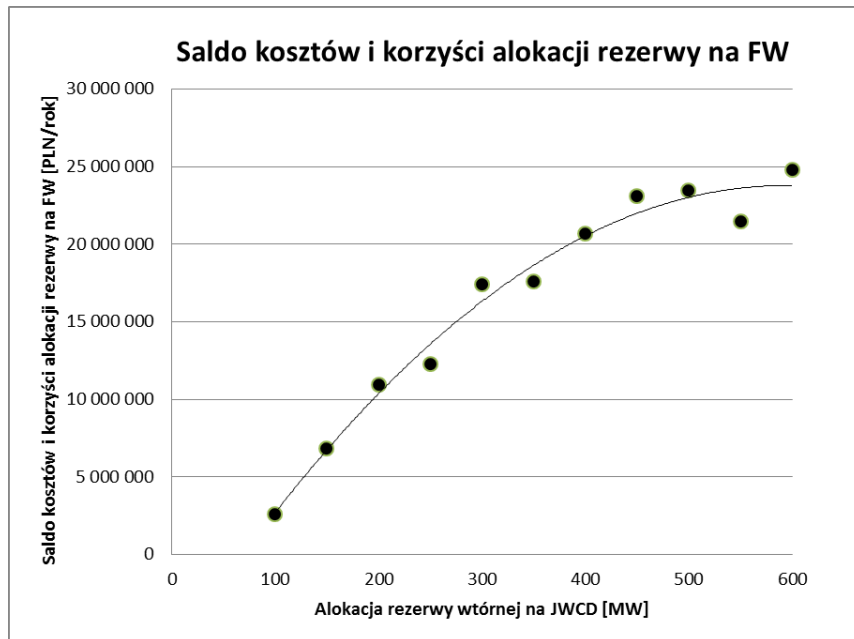
Rysunek 7 Szacunkowy roczny koszt związany z uruchomieniami JWCD możliwy do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji pólpaśma rezerwy wtórnej na FW



Rysunek 8 Szacunkowa roczna wielkość utraconej produkcji FW w związku z ich pracą w regulacji wtórnej, w funkcji alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW



Rysunek 9 Szacunkowa roczna wartość utraconej produkcji FW w związku z ich pracą w regulacji wtórnej, w funkcji alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW



Rysunek 10 Saldo kosztów i korzyści udziału FW w regulacji wtórnej w funkcji wielkości alokowanego półpasma rezerwy wtórnej na FW

6. Wnioski

Alokacja półpasma rezerwy wtórnej na farmach wiatrowych w dolinach krzywej obciążenia przyczyni się do:

1. Zmniejszenia średniej w roku ilości odstawień JWCD w cyklu dobowym, a co za tym idzie, obniżenia awaryjności JWCD oraz zwiększenia długoterminowej dyspozycyjności. Może to mieć istotne znaczenie dla długoterminowych planów pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE.
2. Poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE. Rozwiązania techniczne wykorzystywane do automatycznej regulacji mocy czynnej farm wiatrowych dla potrzeb regulacji wtórnej mogą być również wykorzystywane w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE związanego z pracą JWCD wymuszoną ograniczeniami sieciowymi.
3. Obniżenia kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Prawdopodobieństwo, że wykorzystanie rezerwy w kierunku zmniejszenia generacji na poziomie powyżej 300 MW wynosi ok. 10%. W przypadku gdyby pozostałe 200 MW⁵ rezerwy było by alokowane na FW, to z prawdopodobieństwem 90% nie powodowało by to ograniczania produkcji FW (i ewentualnych utraconych korzyści FW), natomiast ze 100% pewnością pozwalało by uniknąć odstawień i ponownych uruchomień JWCD (oraz kosztów uruchomień) o mocy osiągalnej ~400 MW.

⁵ Sądząc po wykorzystaniu rezerwy wtórnej (do prawie +/-600 MW) można przyjąć, że powinno to być 300 MW

4. Przyjmując założenie, że korzyści utracone FW z tytułu ograniczania produkcji kształtują się na poziomie ~120 PLN/MWh⁶, przy alokacji powyżej 600 MW rezerwy wtórnej na FW⁷, koszty utraconej produkcji FW w przybliżeniu zrównują się z unikniętymi kosztami uruchomień JWCD w cyklu dobowym. Prowadzi to jednak do znacznej utraty energii wytwarzanej z wykorzystaniem OZE.

LITERATURA

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju; www.pse-operator.pl
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – *Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*; www.pse-operator.pl
- [3] B.Czarnecki, L.Bronk i inni; *Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce*; Instytut Energetyki O/Gdańsk, Gdańsk 2016

⁶ W warunkach braku ceny gwarantowanej Prezesa URE dla OZE, giełdowa cena energii w dolinie obciążenia plus szacunkowa cena certyfikatu wyniosą odpowiednio 70 PLN/MWh + 30 do 40 PLN/MWh

⁷ Trwałe zniżenie produkcji farm wiatrowych